Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT
1990-1991

©Minister of Supply and Services Canada 1991
Cat. No. C88-1/1991
ISBN 0-662-58754-5

92-02640/

Ottawa, Ontario,
December 31, 1991.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1991, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as required under Sections 13 and 14 of the *Northern Pipeline Act*. During this fiscal year, your predecessor, the Honourable Donald Mazankowski, served as Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency.

Yours sincerely,

Donald W. Campbell,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Right Honourable Joe Clark, P.C., M.P.,
President of the Queen's Privy Council,
Minister Responsible for Constitutional Affairs,
And Minister Responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario

Table of Contents

Page

Overview 1

Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project 3

The Prebuild 3

The Western Leg
— U.S. Developments 3
— Canadian Developments
The Altamont Legal Challenge 4

Competing Proposals 6

The Eastern Leg
— U.S. Developments 7
— Canadian Developments 7

Mackenzie Delta Gas Reserves 8

Implementation of the Bilateral Procurement Agreement 8

Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline 9

Finance, Personnel and Official Languages 11

Finance and Personnel 11

Official Languages Plan 11

Appendix

Report of the Auditor General of Canada 13

Office of the Agency
Mr. Donald W. Campbell, Commissioner,

Lester B. Pearson Building,
125 Sussex Drive,
Ottawa, Ontario
K1A 0G2
Tel.: 993-7466
Fax: 998-8787

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

Overview

Despite a significant weakening in U.S. gas markets, sponsors of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline Project on both sides of the border continued to press ahead with plans for major expansions of their respective systems during the 1990-91 fiscal year.

In contrast to the 16 per cent increase that has taken place since 1986, demand for gas in the United States during the 1990 calendar year rose only fractionally to 532 billion cubic metres (18.8 trillion cubic feet – tcf). By early 1991, spot prices for natural gas had declined to historically low levels in real terms as a result of a variety of factors — abundant supplies, high inventories, unusually warm winter weather, the impact of economic recession and policies adopted by both federal and state regulators to promote increased competition in the industry.

In the face of these adverse developments, Canadian gas exports to the United States fared well. The total during 1990 increased by more than 7 per cent to 40.7 billion cubic metres (1.44 tcf), amounting to some 7.7 per cent of total U.S. consumption. Since average export prices for Canadian gas remained essentially unchanged from the previous year, revenues increased by around 6.5 per cent.

The weakening of the gas market south of the border did nothing to encourage various projects aimed at tapping U.S. natural gas reserves located on the North Slope of Alaska and Canadian reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea Region.

Plans for completing the second stage of what the United States terms the Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) continued to remain on hold. A competing proposal by the Yukon Pacific Corporation to build the Trans-Alaska Gas System (TAGS) to begin exporting some 14 million tons a year of Prudhoe Bay natural gas in liquefied form from Valdez on the south shore by tanker to a number of Pacific Rim countries, which was originally slated to begin in 1997, was put off until at least the turn of the century because of insufficient markets. In addition, the approval of the project by the U.S. Department of Energy in November, 1989, was being challenged in the courts by the Canadian sponsor of the Alaska Highway Gas Pipeline, Foothills Pipe Lines Ltd., and the U.S. sponsor of the Alaskan segment of the ANGTS, the Alaska Northwest Natural Gas Transportation Co.

Representatives of a consortium of three owners of Canadian gas reserves in the Mackenzie Delta and three pipeline companies that originally planned to begin shipping gas to southern markets as early as 1996 have also indicated that the project is unlikely to be operational at least before the turn of the century because of unfavourable market conditions. In October, 1989, Foothills Pipe Lines submitted a proposal to build a pipeline from the Delta along the Mackenzie Valley to Boundary Lake in the vicinity of Northern British Columbia and Alberta, which it planned to link with the Alaska Highway Gas Pipeline through a 656 km (407 mi) extension from the present terminus of the prebuilt segment of the system at Caroline, Alberta. A subsequent agreement signed in March, 1991, by the six members of a consortium formed to build a pipeline to the South, which included Foothills, left open the question as to the design and route of the delivery system that would be proposed.

Notwithstanding current unfavourable market conditions, sponsors of projects designed to tap U.S. and Canadian Arctic gas reserves remained confident that they would become viable over the longer term. In part, their confidence was bolstered by recent amendments to the U.S. *Clean Air Act* and further legislative changes in prospect to implement parts of

the Bush Administration's National Energy Strategy that together have the effect of encouraging substantially increased gas consumption in an effort to reduce adverse environmental impacts.

As reported in last year's annual report, proposals for expanding the capacity of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline on both sides of the border provide for a more than doubling the throughput of Canadian gas — mostly for export, directly or indirectly — from some 37.25 million cubic metres per day (1.3 billion cubic feet per day – bcf/d) to 77.11 million cubic metres (2.7 bcf/d). The plans of Canadian and U.S. sponsors for expanding the capacity of the Western Leg to provide for substantially increased Canadian gas deliveries to California and the Pacific Northwest states came into conflict with a competing project proposed by Altamont Gas to export up to 19.8 million cubic metres daily (700 million cubic feet a day – mmcf/d) to California markets through a new pipeline system. The sponsors proposing expansion of the Eastern and Western Legs also found themselves confronted by a number of regulatory hurdles, some of them raised by Altamont in the case of the proposed expansions in Canada of the Eastern and Western Legs.

In 1980, the Canadian and U.S. governments entered into a Procurement Agreement designed to ensure that potential suppliers in each country had a fair opportunity to compete for the purchase by the pipeline sponsors on both sides of the border of certain designated items — mainline pipe, compressor units and large valves and fittings. The previous annual report outlined the nature of the concerns of the Northern Pipeline Agency that although the provisions of that Agreement were being implemented in the case of expansions of the prebuild in Canada, there appeared to be no disposition in the United States to reciprocate in the case of planned expansions south of the border. As explained later, this issue continued to be the subject of discussion by the Agency with its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, during the 1990-91 fiscal year.

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the pipeline, and/or the role of the Northern Pipeline Agency are referred to NPA annual reports for 1978-79 to 1984-85.

Major Developments Involving The Alaska Highway Gas Pipeline Project

The Prebuild

At the time that the U.S. and Canadian governments signed the 1977 agreement to join forces in facilitating the planning and construction by private sponsors of a pipeline to transport American natural gas from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to the lower 48 states, it was generally agreed that it would be desirable to "prebuild" the Western and Eastern Legs that would distribute the fuel to the western and mid-western regions of the continent.

The prebuild, which commences at Caroline, Alta — 105 km (63 mi) north of Calgary — consists of two legs stretching for a total distance of 2 992 km (1,858 mi). These Eastern and Western Legs were completed and became operational in the early 1980s for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets. Plans for completion of the second stage of the system north to Prudhoe Bay have remained suspended ever since, as noted earlier, because of deteriorating market conditions that made the project economically unviable.

By the late 1980s, however, a growing U.S. demand for gas and a steady decline in the domestic surplus, led major U.S. gas consumers and distributors to look increasingly to Canada as a source of additional long-term supplies. In particular, plans were formulated by the respective sponsors for expanding the capacity of the Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline as an economical means of delivering substantially increased Canadian gas to U.S. markets in California, the Pacific Northwest and the mid-western states. Following is an outline of some of the more significant developments that have occurred since the NPA's last annual report.

The Western Leg — U.S. Developments

In the fall of 1989, the sponsors of the Western Leg of the ANGTS in the United States, the interstate Pacific Gas Transmission Co. (PGT) and its parent intrastate California company — Pacific Gas and Electric (PG&E) — submitted applications to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) and the California Public Utilities Commission (CPUC), their respective regulators, to increase the existing capacity of the ANGTS system of 8.5 million cubic metres a day (300 mmcf/d) by some 26.4 million cubic metres a day (932 mmcf/d). They proposed to achieve this increase through the addition of 1 400 km (845 mi) of loops to their existing systems at an estimated cost of $1.5 billion (U.S.)

As previously reported, the CPUC in February, 1990, conditionally approved the PG&E application that was subject to its jurisdiction and in January, 1991, the FERC conditionally approved the application of the interstate PGT pipeline. At about the same time, the two regulatory bodies also conditionally approved the essentially competing application by the Altamont Gas Transmission Co. to build a 1 000 km (620 mi) pipeline from the Canadian border near Port of Wild Horse, Montana, to join with Kern River Gas Transmission Co. at Opal, Wyoming, for the delivery of up to 20.8 million cubic metres of Canadian gas daily (736 mmcf/d) to California and other western markets. Both regulators indicated that

they intended to leave it to the market to determine which of these proposals, as well as other supply projects utilizing domestic U.S. gas, would attract the financing required to proceed.

(In early August, 1991, FERC issued a final certificate authorizing the expansion of the PGT portion of the Western Leg in the United States. At the same time, however, the federal regulatory body declined to permit construction to commence until PGT had eliminated or justified an alleged "tying arrangement" with its parent company, PG&E. At issue basically was a requirement that the California state regulatory body imposed on PG&E with respect to tolls that the FERC considered potentially discriminatory and conducive to reduced competition. In October, the FERC agreed to remove this last hurdle.

(In late August, 1991, Altamont announced that it had accepted the terms of the certificate granted by the FERC and indicated it was ready to proceed with the $580 million (U.S.) project. The vital question that remained to be determined, however, was whether firm financing was available with which to fund either or both projects proposed by PGT and Altamont.

(In early September, 1991, the competition took on a new complexion with the announcement that TransCanada PipeLines Ltd. had reached an agreement to acquire PGT from the parent PG&E and purchase PGT's 49 per cent interest in Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) for a price of between $330 million to $400 million (Cdn). ANG operates the pipeline in South B.C. that transports Alberta gas from the Alberta/B.C. border for delivery to PGT at Kingsgate, B.C.. The company also has a 49 per cent interest in the Foothills subsidiary operating in South B.C., which currently has four loops on the ANG system, the latter providing the compression required for the delivery of 5.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d) via the Western Leg of the Alaska Highway Gas Pipeline. In addition, TransCanada announced that it was also discussing the separate purchase of another affiliate, the Alberta and Southern Gas Co., which is the Canadian gas purchasing arm of PG&E. TransCanada, already one of the largest North American pipelines, was engaged in a $2.5-billion expansion of its own system at the time it agreed to purchase PGT and take on its more than $800-million share of the proposed expansion of the U.S. Western Leg.)

— Canadian Developments
The Altamont Legal Challenge

As noted in the annual report for the last fiscal year, Foothills and Alberta Natural Gas in May, 1990, submitted applications to the Northern Pipeline Agency and the National Energy Board, respectively, for authorization to undertake an integrated expansion of the capacity of the Western Leg in South B.C.. This would result in an increase in capacity of some 26.4 million cubic metres daily (932 mmcf/d) from the current limit of 6.8 million cubic metres a day (240 mmcf/d). Foothills proposed to join together its four existing loops on the ANG system with the installation of another 77.1 km (47.9 mi) of 1 067 mm (42-inch) pipe. ANG's application proposed the installation of three new compressor units and modifications to existing units.

In late July, 1990, Altamont Gas Transmission Co. submitted a notice of its objection to the Foothills application to the NPA on two grounds, both of which had implications not only with respect to the expansion of the Western Leg, but also with respect to Foothills' proposed expansion of the Eastern Leg. As previously indicated, Altamont had by that time submitted an application to U.S. authorities for authorization to construct a pipeline for the import of Canadian gas that was competitive with the proposed expansion of the Western Leg of the ANGTS.

First, Altamont contended that the company's application to the Agency for authorization to expand the capacity of the Western Leg in South B.C. under the provisions of the licence granted as part of the *Northern Pipeline Act* was invalid because it was intended to facilitate the increased throughput over a long term of Canadian gas, an undertaking that was unrelated to the purposes of the Alaska Highway Gas Pipeline certificated by Parliament. For this reason, Altamont maintained, Foothills' application should come under the jurisdiction of the National Energy Board, not the Northern Pipeline Agency.

Second, Altamont argued that before Foothills could undertake further expansion of the prebuild it was required under the provisions of Condition I2 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act* to establish that financing had been obtained for the whole of the portion of the Alaska Highway Gas Pipeline remaining to be built in Canada, rather than financing just for the proposed expansion of the prebuild. "There is no such financing and, thus, no proof of financing," Altamont stated in its letter of objection.

In response to the issues raised by the company, the Board and the Agency invited comments from a wide range of potentially-interested parties, as well as from Foothills and ANG. In mid-February, 1991, the Board and the Agency each responded to the issues raised by Altamont. Both dismissed its contention that the proposed expansion by Foothills of the Western Leg in South B.C. was beyond the scope of the certificate granted by Parliament under the *Northern Pipeline Act* and concluded that the planned project lawfully came under the jurisdiction of the NPA. Responding on behalf of the Agency, Kenneth Vollman, Administrator and Designated Officer of the NPA, noted that the additional pipe Foothills proposed to install followed the route of the system certificated by Parliament. Moreover, as the company stated, the additional pipe "essentially completes the pipeline portion of the Foothills (South B.C.) segment of the pipeline" as contemplated in the original System Design Report, Mr. Vollman pointed out. In addition, the expanded facilities would be available ultimately to transport both U.S. and Canadian Arctic gas supplies. Finally, he noted that the right of the federal government to authorize construction of the prebuild for the initial purpose of transporting Canadian gas to U.S. markets was upheld by the B.C. Supreme Court when it was challenged in the case of *Waddell v. Governor in Council (1984)*. In his ruling, Mr. Justice Lysyk found that "there is nothing in the legislation which would appear to preclude staged construction of the northern pipeline being matched by staged financing."

With regard to the second point raised by Altamont, that related to financing, Mr. Vollman concluded that the company had made a persuasive case. Essentially, he agreed with Altamont's contention that Condition 12 of Schedule III of the Act required Foothills to satisfy both the Board and the Minister responsible for the NPA that financing had been obtained "for the northern section" — an interpretation that Foothills strongly contested. At the same time, the Designated Officer rejected Altamont's request that consideration of Foothills' application be stayed until, among other things, it had complied with the requirements of Condition 12. Mr. Vollman concluded that the issue raised by Altamont was at that stage hypothetical. Only after the NPA had approved in principle the expansion of facilities proposed by Foothills would the sponsoring company be required to meet a variety of other requirements, including the financing provisions laid down in Condition 12. For its part, the National Energy Board said that it had in particular read the findings and decisions of the NPA with respect to the issue relating to Condition 12 raised by Altamont and concurred with them.

At the end of February, Foothills wrote jointly to the Board and the Agency to request that either the NEB or the Designated Officer approve an amendment to the Condition, as either is empowered to do under Section 21 (4) of the *Northern Pipeline Act*, to remove any uncertainty with respect to the financing requirements. The effect of the proposed amendment was to stipulate that before commencing any additions to the pre-built sections of the pipeline in South B.C., Alberta and Saskatchewan, Foothills would be required to satisfy the Minister and the Board that financing had been obtained. This would eliminate any obligation on the company to establish in advance the availability of financing for the balance of the proposed line that would run northward from the prebuild to the Alaska-Yukon border.

Once again the Board invited written submissions from a large number of potentially-interested parties with respect to the amendment to Condition 12 proposed by the Canadian sponsor of the project. Of the 30 parties that responded, all but two supported the proposed amendment to Condition 12. Those objecting were Altamont and Amoco Canada Petroleum Co. Ltd., which is a partner in the Altamont project.

(In mid-May, 1991, the Board approved the amendment to the financing provision proposed by Foothills. "In summary," the NEB said in its Reasons for Decision, "the Board views the proposed amendment as a reasonable and practical approach to ensuring that the goals as enunciated in the NPAct remain achievable over time and that Foothills remains committed to the completion of the overall project." In July, the Board's order was approved by the Governor in Council in keeping with the requirements of the *Northern Pipeline Act*.

(In late June, prior to the Governor in Council's approval of the amendment to Condition 12, Altamont filed an application with the Trial Division of the Federal Court of Canada under Section 18 of the Federal Court Act requesting a Special Sitting of the Court. The company asked the Court to consider its submission that both the Board and the Northern Pipeline Agency lacked the jurisdiction to authorize the Foothills expansion in South B.C. to proceed under the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which included the amendment to the financing provision. Provisionally, the Court set aside three days for a hearing of Altamont's application in late January, 1992. This application was later withdrawn.)

Competing Proposals

Throughout the fiscal year and beyond, there were few developments directly involving the joint project proposed to the Board and the NPA by Foothills and Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) as a result of the focus on legal issues raised by Altamont and a still-outstanding request for information from the Board to ANG regarding the demand and supply of gas related to its proposed expansion.

(The outlook for the Western Leg expansion became clouded, however, as a result of efforts by the California Public Utilities Commission to require Pacific Gas and Electric to implement a system termed "capacity brokering" for the alleged purpose of increasing competition in the gas industry. The CPUC directives raised the possibility of a jurisdictional dispute with the FERC, the federal regulatory agency that has authority over the PGT part of the system south of the border that transports Canadian gas to PG&E at the California border. In addition, the moves by the CPUC also led PG&E's marketing arm, Alberta and Southern, to seek to renegotiate the provisions of long-term contracts with Alberta producers that were concluded in 1988, a move that was strongly disputed both by the producers and the provincial government.

(The proposed expansion of the Western Leg in Canada substantially to increase exports of Canadian gas via the PGT/PG&E part of the system in the United States became caught up in the dispute as a result of an application filed by the Canadian Petroleum Association (CPA) with the National Energy Board. The Association in late May, 1991, called on the Board to declare that the actions of the CPUC were contrary to the intent of Canadian and U.S. energy policy, the market-based procedures both regulatory agencies had agreed to follow, the NEB's issuance of a gas export licence in 1988 that was predicated on the terms of the underlying contracts, and the bilateral Free Trade Agreement. In addition, the CPA asked the Board to stipulate that, before approving any future exports over the PGT/PG&E system, it would have to be satisfied that gas sold by Alberta and Southern would be in compliance with the gas export licence. In early July, the Board invited written submissions on the question as to whether there should be a review of the issues raised by the Association and, if so, what form such review should take. The CPA had requested that these issues be examined in a public hearing.

(In late July, Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) filed an application with the Board seeking authorization to construct a 300-metre pipeline to connect the proposed U.S. pipeline facilities of the Altamont Gas Transmission Co. with the NOVA pipeline system at the Alberta-Montana border. Altamont Canada claimed many strategic advantages for its pipeline. "Above all," it told the Board, "the vision of the Altamont project is to enable Canadian producers to access markets in southern California without the threat of state regulatory interference and without jeopardizing existing markets for Canadian gas such as, for example, the northern California markets." The company argued that authorization of both its project and the proposed expansion of the Western Leg could lead to the construction of redundant facilities. To avoid that possibility, Altamont Canada asked the Board to hold a comparative hearing on the two projects.

(In August, the Board turned down the request of the Canadian Petroleum Association that it defer consideration of the ANG application until it had completed consideration of its own application. By letter, the NEB advised the Association that it proposed to consider the ANG submission "on its own merits", which it considered "would not prejudice the fair disposition" of the CPA's application. At the same time, the Board dismissed Altamont Canada's request for a comparative hearing on its and ANG's applications, indicating instead that it intended to consider the ANG expansion proposal on its own merits through a written hearing. In September, the NEB issued directions on procedure with respect to the conduct of that hearing, which provided for ANG to file responses to the submissions of interested parties by late December, 1991.

(Shortly after the Board made public its proposed procedures for reviewing the ANG application and its earlier rejection of a comparative hearing as requested by Altamont, Alberta's Minister of Energy, the Honourable Rick Orman, indicated publicly that the government would use its authority over the removal of gas from the province to enable only one project to proceed. Subsequently, however, he announced that he would ask Alberta's Energy Resources Conservation Board to conduct a hearing to gather relevant information only on the two projects. At the same time, however, he expressed his hope that the final decision would be determined by market forces rather than by government.)

The Eastern Leg — U.S. Developments

As indicated in the Agency's last annual report, Northern Border Pipeline Co. Ltd., sponsor of the Eastern Leg of the ANGTS in the United States, filed a new application in June, 1990, with the Federal Energy Regulatory Commission to expand and extend its system, replacing a previous application of 1987. It was also reported that Northern Border was engaged in a controversy with the Natural Gas Pipeline Co. of America, which proposed to acquire a connection with Northern Border at its existing terminus, Ventura, Iowa. Northern Border subsequently petitioned the FERC to resolve the dispute, a request that was overtaken by yet another application submitted by the company in January, 199l, that involved an agreement with Natural.

The revised application provided for Northern Border's purchase of Natural's existing Station 109 Pipeline extending for 238 km (147 mi) from Ventura to Harper, Iowa. In return, Natural would receive the right to connect with the Northern Border Pipeline at Ventura and to obtain firm capacity in the Station l09 Line of 7 million cubic metres per day (250 mmcf/d). In addition, the pipeline would be further extended from Harper to Tuscola, Ill., a distance of 374 km (231 mi). In all, the existing and extended system would stretch for a distance of 1 944 km (1,200 mi) and be capable of delivering an additional 21.24 million cubic metres of gas daily (750 mmcf/d). According to its application, some 78 per cent of the proposed new gas volumes to be transported through the system, 11.44 million cubic metres daily (404 mmcf/d), would be imported from Canada.

(In June, 1991, The Federal Energy Regulatory Commission issued an Order on Application that had the effect of dismissing Northern Border's application within 30 days if the company failed to file further information required to demonstrate that a sufficient market existed to support the extension of the system to Tuscola. The following month, Northern Border filed a request with the FERC for a limited rehearing to consider an amendment to its application under which it would continue to acquire Natural's line to Harper but for the present defer further extension of the system to Tuscola.)

— Canadian Developments

As noted earlier, the legal challenge posed by Altamont with regard to the question of the NPA's jurisdiction and the provisions of Condition 12 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act* regarding financing was directed at the proposed expansion of the Western Leg in South B.C. of the Alaska Highway Gas Pipeline, but appeared to raise issues that applied with equal force to .he Eastern Leg.

In December, 1990, Foothills applied to the Designated Officer of the NPA for adoption of its proposed Addendum 5 to the System Design Report to provide approval in principle to its plan to construct two new compressor stations in Alberta in order to increase the capacity of the Eastern Leg in Alberta by l6.35 million cubic metres a day (577 mmcf/d). Foothills said the increased capacity was required to meet a request from NOVA for firm transportation of this additional quantity beginning in November, 1992. The two new Alberta stations, Numbers 363 and 365, would be located near Beiseker and at Gem, respectively. Foothills proposed also to modify its existing Station, 367, at Jenner, Alta. In addition, the company applied to the National Energy Board for authority to add a partial third train to the two already installed as part of new decompression/recompression facilities located at the liquid gas extraction plant at Empress, which were required to accommodate a previously-authorized increase in operating pressures on the Eastern Leg in Alberta following its desegregation from the NOVA pipeline system.

(In mid-April, 1991, the NPA's Designated Officer, Mr. Vollman, approved Addendum 5 to the System Design Report submitted by Foothills. In June, the NEB authorized Foothills to proceed with the addition to its decompression/recompression facilities. And in July, following the approval by the Governor in Council of the amendment to the provisions of Condition 12 of Schedule III of the *Northern Pipeline Act*, the NEB and the Commissioner of the NPA, Donald W. Campbell, acting on behalf of the Minister, concluded that Foothills had provided satisfactory proof that financing was available for the proposed expansion of the Eastern Leg in Alberta.)

Mackenzie Delta Gas Reserves

In August, 1989, the National Energy Board approved the applications by Esso, Gulf and Shell to export 260 billion cubic metres (9.2 tcf) of Canadian gas from the Mackenzie Delta over a 20-year period beginning as early as 1996. In the NPA's previous annual report, it was noted that in February, 1990, the Hon. Jake Epp, Minister of Energy, Mines and Resources, advised the NEB Chairman, Roland Priddle, that the necessary government approval of the export licences would be withheld until it was satisfied that the Board had complied with the federal Environmental Assessment and Review Guidelines in keeping with the jurisprudence established by two earlier court decisions. Subsequently, the Chairman advised the Minister that the Board intended to carry out an environmental screening of the proposed gas production facilities. At the time of writing the current report, however, the conclusion of that environmental review remained outstanding because of uncertainty created by yet another court ruling that raised questions about the extent of the Board's authority in the case of environmental matters.

The application to the Board by Foothills to construct a proposed Mackenzie Valley Pipeline to transport Delta gas to a point near Boundary Lake near the northern border of B.C. and Alberta and then connecting with an extension of the Alaska Highway Gas Pipeline from its present starting point at Caroline, Alta., continues to remain in abeyance pending the submission of additional information. It appeared possible, however, that the project as proposed could be overtaken by subsequent events.

In mid-March, 1991, it was announced that a consortium of six companies had signed a Statement of Principles to provide a basis for planning the development of a pipeline to transport gas from the Delta Region to southern markets. The consortium consists of the three major owners of Delta gas — Esso Resources Canada Ltd., Shell Canada Ltd., and Gulf Canada Resources Ltd. — and three pipeline companies — Interprovincial Pipeline Co., Polar Gas and Foothills, which put forward the original pipeline proposal. In announcing the signing of the Statement of Principles, the consortium said that no decision had been taken on the submission of an application to regulatory authorities. Nor did the companies indicate what their respective positions might be with respect to the ownership and management of the prospective pipeline.

Implementation of the Bilateral Procurement Agreement

In 1980, the Canadian and U.S. governments entered into an accord designed to help achieve one of the undertakings of the 1977 agreement between the two countries with respect to the planning and construction of the proposed northern gas pipeline from the North Slope of Alaska to the western and mid-western areas of the lower 48 states. That involved the responsibility each government assumed under the agreement to ensure that the supply of goods and services for this massive project would be obtained "on generally competitive terms".

The 1980 Procurement Agreement established a process covering the bid lists, specifications and recommendations of sponsors to purchase certain designated items – mainline pipe, compressor units and large valves and fittings, a process that was aimed at ensuring that procurement was carried out on a generally competitive basis and that potential suppliers in both countries had a fair opportunity to participate.

The previous annual report outlined the concern that the Northern Pipeline Agency had conveyed to its U.S. counterpart, the Office of the Federal Inspector, that while Canada had proceeded to implement the procurement process in connection with expansions of the prebuild begun in the late 1980s, there appeared to be no disposition to do so in the case of planned expansions of the system south of the border. The matter was brought to a head in a letter to the then-Acting Federal Inspector, Melvin Hurwitz, from Northern Border contending that a new compressor station the company proposed to install on the Eastern Leg in the United States was not part of the ANGTS and, therefore, not subject to the provisions of either the 1977 Pipeline Agreement or the 1980 Procurement Agreement between the two countries.

In response to the concerns expressed by the Commissioner of the Northern Pipeline Agency in a letter to the Acting Federal Inspector, Mr. Hurwitz said that since Northern Border had elected not to seek authorization for the proposed expansion under the *Alaska Natural Gas Transportation Act*, and thus had forgone the considerable judicial and regulation advantages available under that legislation, "decisions concerning ANGTS status by a sponsor should be conclusive in most situations." In response, Mr. Campbell sought consultations on the issue as pro-

vided for under the two bilateral agreements. During the course of a subsequent meeting in Washington in early September, 1990, Mr. Hurwitz indicated he was prepared to consult the Executive Policy Board, an advisory body composed of senior officials from a number of different U.S. departments and agencies, on the desirability of seeking voluntary compliance with the provisions of the Procurement Agreement by the prebuild sponsors.

This proposal was never acted on prior to the nomination by the President and subsequent confirmation by the Senate of Michael J. Bayer as Federal Inspector in October, 1990. In a letter to the new Federal Inspector shortly following his appointment, Mr. Campbell outlined his concerns with respect to the lack of reciprocity on the U.S. side in implementing the procurement provisions with respect to proposed expansions of the prebuild south of the border. The Commissioner advised his U.S. counterpart that he was initiating the procurement process in the case of a proposed expansion of the Eastern Leg in Alberta in order to provide him with the opportunity to consider this issue, but at the same time stipulated that he did so without prejudice, reserving the right to terminate the process at any time if it appeared that the United States were not prepared to reciprocate. At a subsequent meeting in Ottawa in late February, 1991, the Federal Inspector raised the possibility of entering discussions with the U.S. sponsors of the Western and Eastern Legs about complying voluntarily with the provisions of the Procurement Agreement.

(In early April, 1991, Mr. Bayer wrote to the Commissioner to initiate the procurement process in the case of large valves and fittings to be purchased by PGT/PG&E following an agreement in principle by the sponsors of the Western Leg in the United States to meet the Federal Inspector's request. By that time, however, procurement had been completed for all of the mainline pipe and compressor units required for the expansion. It also became evident that PGT/PG&E had virtually completed the bid process for large valves and fittings when the Northern Pipeline Agency was invited to comment on the specifications and proposed bid list, with the result that there was no opportunity to consider the inclusion of potential Canadian suppliers suggested by the Agency.

(In his first report as Federal Inspector to the President and Congress, Mr. Bayer referred, among other things, to the issue that had been raised with respect to procurement. He noted that in both cases the sponsors of the proposed expansions had sought regulatory authorization under the provisions of the *Natural Gas Act*, rather than the *Alaska Natural Gas Transportation Act* — which requires compliance by sponsors with the Procurement Agreement. However, the Federal Inspector said that since each of the proposed projects substantially tracked the planned second phase of the two legs, he had requested and the sponsors had agreed that, "wherever feasible, the procurement activities for this project will be processed in a manner that will substantially address the objectives of the reciprocal procedures, which were adopted by the United States and Canada for the procurement of specified items ..." Mr. Bayer pointed out that the matter of procurement with respect to the proposed expansions of the Eastern and Western Legs had been the subject of consultations between the OFI and the NPA and stated that at that point the question had been "resolved to our mutual satisfaction".

(In a subsequent exchange of correspondence in late August and early September, 1991, the Federal Inspector requested that consultations be held with respect to a document dealing with the evaluation of Canadian benefits of procurement for the pipeline in Canada, which was included in the specifications issued by the Canadian sponsor for large valves and fittings required as part of the proposed expansion of the Eastern Leg north of the border. For his part, Mr. Campbell indicated that, from a Canadian perspective, Mr. Bayer's contention that the procurement issue had been resolved to the satisfaction of both sides rather overstated the case, particularly given a number of unanswered questions concerning the status of procurement of designated items for the Eastern Leg expansion in the United States. The Commissioner welcomed a meeting at their earliest convenience for the purpose of mutual consultations on their respective concerns.)

Operations of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies Responsible for the Pipeline

In Canada, the main focus of the Northern Pipeline Agency during the fiscal year was on matters outlined earlier in this report — the proposed expansions of the Eastern and Western Legs, the legal issues raised by Altamont in connection with those undertakings, and the bilateral implementation of the 1980 Procurement Agreement.

Donald W. Campbell served as Commissioner of the NPA in addition to his duties as Deputy Minister

for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs. Kenneth W. Vollman, a Temporary Member of the National Energy Board, also served as Administrator and Designated *Officer of the Agency.*

(On April 21, 1991, The Right Honourable Joe Clark, for a number of years the Secretary of State for External Affairs, was appointed President of the Privy Council and Minister responsible for Constitutional Affairs. In addition to the special responsibilities assigned to him with respect to constitutional matters, as President of the Privy Council he also became Minister responsible for the Northern Pipeline Agency. Mr. Clark succeeded The Honourable Don Mazankowski, the Deputy Prime Minister — previously Minister of Agriculture, President of the Privy Council and Minister responsible for the NPA — who was appointed Minister of Finance.)

The Agency remained obligated to the National Energy Board for making available on a contractual basis the services of its staff to provide the Agency with all of the technical information and advice it required to discharge its regulatory responsibilities. Staff of the NEB also continued to provide administrative support services to the NPA. As in the past, *the costs of all services provided by the Board have* been billed to the Agency and are recovered subsequently from Foothills in the same manner as other NPA costs, in keeping with the requirements of the *Northern Pipeline Act.*

(In early September, 1991, the head office of the National Energy Board was moved from Ottawa to Calgary at the direction of the federal government. It is anticipated that NEB staff will continue to provide support services to the Agency as required.)

As previously reported, Michael Bayer was nominated by President Bush and confirmed by the Senate in October, 1990 as Federal Inspector, his Office being the counterpart of the Northern Pipeline Agency. Mr. Bayer took over from Melvin Hurwitz, who for some years served as Acting Federal Inspector.

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 13 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 14 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1991, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1990-91 provided $530,000 for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled $308,000. At year-end, only one full-time employee was on staff. The National Energy Board provides administrative support as well as technical information and advice, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 55(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, $268,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, of which $73,000 related to prior year costs. In addition, $30,400 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Office of the Northern Pipeline Agency, Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency

I have audited the statement of net recoverable expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1991. This financial statement is the responsibility of the Agency's management. My responsibility is to express an opinion on this financial statement based on my audit.

I conducted my audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statement is free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statement. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, this statement presents fairly, in all material respects, the net recoverable expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1991 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement.

D. Larry Meyers, FCA
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
July 26, 1991

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts
March 31, 1991

	1991	1990
Net recoverable expenditure		
Expenditure		
Professional and special service	$ 151,559	$ 107,087
Salaries and employee benefits	88,652	79,763
Employee contingency plan (Note 3)	43,074	–
Rentals and office accommodation	19,941	15,149
Travel and communications	3,099	7,422
Material, supplies and upkeep	1,792	1,028
Total expenditure funded by parliamentary appropriations (Note 4)	308,117	210,449
Less: Non-recoverable portion of employee benefits	13,176	12,123
Refunds of prior year expenditure	–	1,822
	13,176	13,945
Net recoverable expenditure (Note 5)	$ 294,941	$ 196,504
Receipts		
Recovery of net recoverable expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. (Note 5)	$ 268,346	$ 160,766
Easement fees	30,400	30,400
	$ 298,746	$ 191,166

Approved by:

Commissioner

Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to the Statement of Net Recoverable Expenditure and Receipts
March 31, 1991

1. Authority, objective and operations

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act. The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

The Agency's expenditure is funded by parliamentary appropriations. However, in accordance with the Act and the National Energy Board Cost Recovery Regulations, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. is the sole holder of such certificates.

Receipts are deposited to the Consolidated Revenue Fund and are not available for use by the Agency.

Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines Ltd. announced that the target date for completion had been set back until further notice and all parties were to scale down their activities.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis.

3. Employee contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received upon separation. During the year, the Agency paid out $43,074 under the plan.

4. Expenditure

Expenditure for the year was funded as follows:

	1991	1990
Parliamentary appropriations		
Privy Council		
Vote 30 (Vote 25 in 1990)		
Program expenditure	$ 530,000	$ 390,000
Statutory — Contributions to employee benefit plans	27,000	22,000
	557,000	412,000
Amount not required	248,883	201,551
	$ 308,117	$ 210,449

5. Account with Foothills Pipe Lines Ltd.

	1991	1990
Net recoverable expenditure	$ 294,941	$ 196,504
Less: current year recovery	268,346	160,766
Less: current year recovery applicable to prior years	73,469	37,731
	194,877	123,035
Balance recoverable at year-end	$ 100,064	73,469

Recovery of expenditure from Foothills Pipe Lines Ltd. is based on quarterly billings.

6. Related party transactions

The expenditure includes the cost of services provided by other federal government departments and agencies. These costs aggregate $101,879 (1990 — $101,462). Professional and special assistance and office accommodation represent the main services provided by the related parties.

7. Comparative figures

For comparative purposes, some 1990 figures have been reclassified to conform to the 1991 presentation.

Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL
1990-1991

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1991
N° de cat. C88-1/1991
ISBN 0-662-58754-5

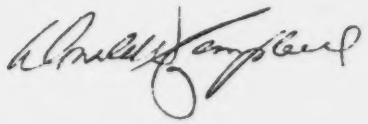
Ottawa (Ontario)
Le 31 décembre 1991

Monsieur le Ministre,

Conformément aux articles 13 et 14 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, j'ai l'honneur de vous soumettre pour présentation au Parlement le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice se terminant le 31 mars 1991, ainsi que le rapport du vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période. Pendant l'exercice, votre prédécesseur, l'honorable Donald Mazankowski, a été le ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du pipe-line du Nord,



Donald W. Campbell

Le très honorable Joe Clark, C.P., député,
Président du Conseil privé de la Reine,
Ministre responsable des Affaires constitutionnelles
et ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des communes,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Aperçu 1

Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska 3

Les embranchements est et ouest 3

L'embranchement ouest
— Développements du côté américain 3
— Développements du côté canadien 4
La contestation d'Altamont devant les tribunaux 4

Propositions concurrentes 6

L'embranchement est
— Développements du côté américain 7
— Développements du côté canadien 7

Les réserves de gaz du delta du Mackenzie 8

Mise en oeuvre de l'accord bilatéral d'achats 9

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc 10

Finances, personnel et langues officielles 12

Finances et personnel 12

Plan des langues officielles 12

Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada 13

Bureau de l'Administration
M. Donald W. Campbell, directeur général

Édifice Lester B. Pearson
125, promenade Sussex
Ottawa (Ontario)
K1A 0G2
Tél. : 993-7466
Fax : 998-8787

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Aperçu

Malgré un fléchissement marqué des marchés américains du gaz, les promoteurs des embranchements est et ouest du projet de gazoduc de la route de l'Alaska ont, des deux côtés de la frontière, continué de faire avancer les grands projets d'expansion de leurs systèmes respectifs au cours de l'exercice 1990-1991.

Depuis 1986, la demande de gaz s'était accrue de 16 p. 100 aux États-Unis, mais au cours de l'année civile 1990 elle n'a augmenté que d'une fraction de ce total, c'est-à-dire qu'elle a représenté 532 milliards de mètres cubes (18,8 billions de pieds cubes – pi^3). Au début de 1991, les prix au comptant du gaz naturel ont atteint leur plus faible niveau de l'histoire en termes réels à cause de divers facteurs : un approvisionnement abondant, des inventaires élevés, un hiver anormalement doux, les répercussions de la récession économique et les politiques adoptées par les organismes de réglementation fédéraux et ceux des états américains en vue de promouvoir l'accroissement de la concurrence au sein de cette branche d'activité.

Malgré ce contexte défavorable, les exportations de gaz canadien vers les États-Unis se sont poursuivies avec succès. En 1990, elles ont augmenté de plus de 7 p. 100 pour atteindre les 40,7 milliards de mètres cubes (1,44 billion de pi^3), ce qui représente quelque 7,7 p. 100 de la consommation américaine totale. Étant donné que les prix moyens à l'exportation du gaz canadien sont restés à peu près inchangés par rapport à l'année précédente, les recettes se sont accrues d'environ 6,5 p. 100.

Le fléchissement du marché du gaz au sud de notre frontière n'a pas aidé la cause de divers projets d'exploitation des réserves de gaz naturel américain situées sur le versant nord de l'Alaska et des réserves canadiennes dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Les projets d'achèvement de la deuxième étape de ce que les Américains appellent le réseau du transport du gaz naturel de l'Alaska (RTGNA) sont restés en suspens. Une proposition concurrente présentée par la Yukon Pacific Corporation dans le but de construire le Trans-Alaska Gas System (TAGS) qui servirait à exporter par bateaux-citernes quelque 14 millions de tonnes par année de gaz naturel liquide de la baie Prudhoe, à partir de Valdez, sur la rive sud, vers un certain nombre de pays de la ceinture du Pacifique, projet dont l'exécution devait commencer en 1997, a été mise en suspens au moins jusqu'à la fin du siècle en raison de l'insuffisance des marchés. En outre, l'approbation du projet par le département américain de l'énergie, en novembre 1989, a été contestée devant les tribunaux par le promoteur canadien du gazoduc de la route de l'Alaska, la Foothills Pipe Lines Ltd., et par le promoteur américain du tronçon du RTGNA situé en Alaska, l'Alaska Northwest Natural Gas Transportation Co.

Les représentants d'un consortium de trois propriétaires de réserves de gaz canadien situées dans le delta du Mackenzie et ceux des trois exploitants de pipe-line qui avaient, à l'origine, projeté de commencer à envoyer du gaz vers les marchés du sud dès 1996, ont également fait savoir que le projet ne sera pas mis en oeuvre avant la fin du siècle à cause des conditions défavorables du marché. En octobre 1989, la Foothills Pipe Lines a présenté une proposition visant à construire un pipeline partant du delta du Mackenzie et devant suivre la vallée du même nom jusqu'à Boundary Lake, près de la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, et qui devait rejoindre le gazoduc de la route de l'Alaska grâce à une nouvelle ligne de 656 km (407 milles) à partir du terminal actuel du tronçon déjà construit du réseau, à Caroline (Alberta). Dans un autre accord signé en mars 1991, les six membres du consortium formé pour la construction d'un

pipe-line vers le sud, qui comprend la Foothills, n'ont pas pris de décision quant à la conception et au tracé qui seraient adoptés pour le réseau proposé.

Malgré les conditions défavorables du marché, les promoteurs des projets d'exploitation des réserves de gaz arctiques américaines et canadiennes demeurent convaincus que ces derniers seront viables à long terme. Les dernières modifications qui ont été apportées au *Clean Air Act* américain et d'autres changements législatifs qui devraient être adoptés dans le cadre de la mise en oeuvre de certaines parties de la stratégie nationale énergétique de l'Administration Bush et qui auront pour effet d'encourager l'accroissement substantiel de la consommation de gaz aux fins de la réduction des effets nuisibles sur l'environnement ont contribué à accroître cette confiance.

Comme nous l'avons souligné dans notre rapport annuel précédent, les propositions visant à accroître la capacité des embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière ont pour but d'augmenter de plus du double le débit du gaz canadien, en majeure partie pour l'exportation directe ou indirecte, ce qui le ferait passer de quelque 37,25 millions de mètres cubes par jour (1,3 milliard de pi^3/j) à 77,11 millions de mètres cubes (2,7 milliards de pi^3/j). Les projets d'accroissement de la capacité de l'embranchement ouest envisagés par les promoteurs canadiens et américains en vue d'augmenter sensiblement les livraisons de gaz canadien à la Californie et aux États du nord-ouest, entrent en conflit avec un projet concurrent proposé par l'Altamont Gas en vue de l'exportation de quantités pouvant atteindre 19,8 millions de mètres cubes par jour (700 millions de pi^3/j) vers les marchés californiens au moyen d'un nouveau réseau de pipe-line. Les promoteurs de l'expansion des embranchements est et ouest se sont trouvés confrontés à des obstacles d'ordre réglementaire, certains élevés par Altamont dans le cas des propositions d'expansion des embranchements est et ouest canadiens.

En 1980, les gouvernements canadien et américain ont conclu un accord d'approvisionnement destiné à assurer que les fournisseurs éventuels des deux pays aient la possibilité de se faire concurrence en toute équité pour ce qui est de l'achat de certaines pièces d'équipement par les promoteurs du pipe-line des deux côtés de la frontière : les canalisations principales, les groupes compresseur et les vannes et les raccords de grande taille. Le rapport annuel précédent fait état des préoccupations de l'Administration du pipe-line du Nord qui soutient que si les dispositions de l'accord d'approvisionnement ont été respectées dans le cas du prolongement du tronçon déjà construit au Canada, on ne semble pas disposé à faire de même aux États-Unis dans le cas des prolongements prévus au sud de la frontière. Comme nous le verrons plus loin, cette question a fait l'objet de discussions entre l'Administration et son vis-à-vis américain, l'Office of the Federal Inspector tout au long de l'exercice 1990-1991.

Pour de plus amples renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur son tracé et/ou sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord, veuillez consulter les rapports annuels de 1978-1979 à 1984-1985.

Principaux développements concernant le projet de gazoduc de la route de l'Alaska

Les embranchements est et ouest

Au moment où les gouvernements américain et canadien ont conclu l'accord de 1977 qui leur permettait de s'unir pour faciliter la planification et la construction, par des promoteurs privés, d'un pipeline destiné au transport du gaz naturel américain de la baie Prudhoe, sur le versant nord de l'Alaska, vers les états du sud, on convenait généralement qu'il était souhaitable de construire à l'avance les embranchements est et ouest qui permettraient la distribution du combustible dans les régions de l'Ouest et du Mid-Ouest du continent.

Les embranchements, qui commencent à Caroline (Alberta), à 105 km (63 mi) au nord de Calgary, couvrent une distance totale de 2 992 km (1 858 mi). Les embranchements ont été terminés et sont entrés en service au début des années 80 aux fins, tout d'abord, du transport du surplus de gaz canadien vers les marchés américains. Les projets d'achèvement de la deuxième phase du réseau vers le nord jusqu'à la baie Prudhoe sont restés en suspens depuis, comme il a été noté précédemment, en raison de la détérioration des conditions du marché, laquelle fait que le projet n'est pas viable économiquement.

À la fin des années 1980, toutefois, une demande croissante de gaz et le déclin systématique du surplus américain ont poussé les grands consommateurs et distributeurs de gaz des États-Unis à se tourner davantage vers le Canada en tant que source d'approvisionnement supplémentaire à long terme. En particulier, des projets ont été proposés par les promoteurs de chacun des embranchements en vue d'accroître leur capacité respective, car soutiennent-ils, il s'agit là d'un moyen économique de livrer des quantités sensiblement accrues de gaz canadien vers les marchés américains de la Californie, du Nord-ouest et du Mid-Ouest. On trouvera dans les pages qui suivent un aperçu des développements les plus importants qui sont survenus depuis le dernier rapport annuel de l'APN.

L'embranchement ouest — Développements du côté américain

À l'automne 1989, les promoteurs de l'embranchement ouest du RTGNA aux États-Unis, la Pacific Gas Transmission Co. (PGT) et son entreprise affiliée de la Californie, la Pacific Gas and Electric (PG&E) ont présenté des requêtes à leurs organismes de réglementation respectifs, soit la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et la California Public Utilities Commission (CPUC), en vue d'accroître la capacité du RTGNA, alors de 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi^3/j), de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi^3/j). Elles se proposaient d'y parvenir grâce à l'ajout de mailles de 1 400 km (845 mi) à leurs réseaux existants, à un coût évalué à 1,5 milliard (US).

Comme nous l'avons souligné précédemment, en février 1990, la CPUC a approuvé de façon conditionnelle la requête de la PG&E dont elle assure la régie et, en janvier 1991, la FERC approuvait de façon conditionnelle la requête de la PGT. À peu près à la même époque, les deux organismes de réglementation ont également approuvé de façon conditionnelle une requête concurrente présentée par l'Altamont Gas Transmission Co. visant à construire 1 000 km (620 mi) de pipe-line, de la frontière

canadienne près de Port of Wild Horse (Montana) jusqu'aux installations de la Kern River Gas Transmission Co., à Opal (Wyoming) aux fins de la livraison de quantités de gaz canadien pouvant atteindre quotidiennement les 20,8 millions de mètres cubes (736 millions de pi^3/j) à la Californie et à d'autres marchés de l'ouest. Les deux organismes de réglementation ont fait part de leur intention de laisser les forces du marché déterminer la proposition qui, avec d'autres projets d'approvisionnement en gaz américain, attirerait le financement nécessaire à l'exécution du projet.

(Au début d'août 1991, la FERC a émis un certificat final autorisant l'expansion de la portion de la PGT de l'embranchement ouest aux États-Unis. Par ailleurs, l'organisme fédéral de réglementation a refusé de permettre que commence la construction jusqu'à ce que la PGT ait supprimé ou justifié un présumé arrangement qui le liait à son entreprise affiliée, la PG&E. Essentiellement, la question portait sur une exigence que l'organisme de réglementation californien imposait à la PG&E en ce qui a trait aux droits, exigence que la FERC considérait comme susceptible de donner lieu à de la discrimination et à une concurrence réduite. En octobre, la FERC acceptait de lever ce dernier obstacle.

(À la fin du mois d'août 1991, Altamont annonçait qu'elle acceptait les conditions du certificat que lui avait accordé la FERC et qu'elle était disposée à exécuter le projet de 580 millions de dollars (US). Il restait toutefois à savoir, et c'était là une question essentielle, s'il existait un financement ferme à l'égard de l'un ou l'autre projet ou des deux proposés par la PGT et Altamont.

(Au début septembre 1991, la rivalité a pris un nouveau tour lorsque la TransCanada PipeLines Ltd. a annoncé qu'elle avait conclu une entente lui permettant de faire l'acquisition de la PGT auprès de la société mère PG&E et d'acheter les 49 p. 100 de parts que détenait la PGT dans l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) pour une somme évaluée entre 330 millions et 400 millions de dollars (Can). L'ANG exploite le pipe-line du sud de la Colombie-Britannique qui sert à transporter le gaz albertain à partir de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique jusqu'aux installations de la PGT situées à Kingsgate (C.-B.). L'entreprise détient également 49 p. 100 de la société affiliée de la Foothills, qui exploite dans le sud de la Colombie-Britannique et qui possède actuellement quatre mailles dans le réseau de l'ANG, cette dernière assurant la compression nécessaire à la livraison de 5,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi^3/j) en passant par l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska. En outre, la TransCanada a annoncé qu'elle discutait de l'achat, séparément, d'une autre affiliée, l'Alberta and Southern Gas Co., chargée des achats de gaz canadien pour la PG&E. La TransCanada étant déjà l'une des plus grandes entreprises de pipe-line nord-américaines, était engagée dans un programme d'expansion d'une valeur de 2,5 milliards de dollars de son réseau au moment où elle a convenu d'acheter la PGT et sa part de plus de 800 millions de dollars dans le prolongement proposé de l'embranchement ouest américain.)

— Développements du côté canadien
La contestation d'Altamont devant les tribunaux

Comme nous l'avons noté dans notre rapport annuel de l'année précédente, la Foothills et l'Alberta Natural Gas ont présenté respectivement à l'Administration du pipe-line du Nord et à l'Office national de l'énergie, en mai 1990, des demandes d'autorisation en vue d'une expansion intégrée de la capacité de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique, ce qui aurait pour résultat d'accroître la capacité de quelque 26,4 millions de mètres cubes par jour (932 millions de pi^3/j), laquelle est actuellement limitée à 6,8 millions de mètres cubes par jour (240 millions de pi^3/j). La Foothills propose de relier ses 4 mailles existantes du réseau de l'ANG grâce à l'installation de 71,1 autres km (47,9 mi) de pipe-line de 1 067 mm (42 po). La demande de l'ANG propose l'installation de trois nouveaux groupes compresseur et la modification des groupes existants.

À la fin de juillet 1990, l'Altamont Gas Transmission Co. a présenté un avis d'opposition à la demande faite par la Foothills à l'APN, et ce, pour deux motifs ayant des répercussions non seulement sur l'expansion de l'embranchement ouest, mais également sur celle de l'embranchement est proposée par la Foothills. Il a été souligné précédemment que l'Altamont avait à cette époque demandé aux autorités américaines la permission de construire un pipe-line pour l'importation de gaz canadien, pipeline qui ferait concurrence à l'expansion proposée de l'embranchement ouest du RTGNA.

Tout d'abord, l'Altamont soutient que la demande présentée par l'entreprise à l'Administration en vue d'accroître la capacité de l'embranchement ouest dans le sud de la Colombie-Britannique, en vertu des dispositions de la licence accordée conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord* n'était pas re-

cevable étant donnée qu'elle visait à faciliter l'accroissement du volume de gaz canadien transporté à long terme, entreprise n'ayant aucun lien avec les buts du gazoduc de la route de l'Alaska pour lequel le Parlement avait émis un certificat. Pour cette raison, l'Altamont soutient que la demande de la Foothills relève de l'Office national de l'énergie plutôt que de l'Administration du pipe-line du Nord.

Ensuite, l'Altamont soutient que, avant de pouvoir prolonger davantage l'embranchement, la modalité nº 12 de l'Annexe III de la *Loi sur le pipe-line du Nord* exige de prouver que le financement a été obtenu pour toute la portion du gazoduc de la route de l'Alaska qui reste encore à construire au Canada, plutôt que pour la seule expansion de l'embranchement existant. Dans son avis d'opposition, l'Altamont déclare que pareil financement n'existe pas et qu'il n'y a donc aucune preuve de son existence.

En réponse aux questions soulevées par la compagnie, l'Office et l'Administration ont demandé à diverses parties susceptibles d'être intéressées, de même qu'à la Foothills et à l'ANG, de leur faire part de leurs observations. Au milieu du mois de février 1991, l'Office et l'Administration ont tous deux répondu aux questions soulevées par Altamont et ont rejeté l'argument selon lequel l'expansion de l'embranchement ouest proposée par la Foothills dans le sud de la Colombie-Britannique dépasse la portée du certificat accordé par le Parlement en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et ont conclu que le projet relève légalement de l'APN. Répondant au nom de l'Administration, Kenneth Vollman, administrateur et fonctionnaire désigné de l'APN, a fait remarquer que la conduite supplémentaire que la Foothills propose d'installer suit la route du réseau pour lequel le Parlement a accordé un certificat. De plus, comme l'a déclaré la Foothills, le pipe-line supplémentaire sert essentiellement à compléter sa propre portion du pipe-line (sud de la Colombie-Britannique) comme l'envisageait le premier rapport de conception du réseau, a soutenu M. Vollman. En outre, les nouvelles installations pourraient en fin de compte servir à l'acheminement des gaz américain et canadien provenant de l'Arctique. Enfin, il a fait remarquer que le droit du gouvernement fédéral d'autoriser la construction de l'embranchement aux fins, tout d'abord, du transport du gaz canadien vers les marchés américains a été maintenu par la Cour suprême de la Colombie-Britannique lorsqu'il a fait l'objet d'une contestation dans l'affaire *Waddell v. Governor in Council (1984)*. Dans sa décision, le juge Lysyk a conclu que la législation ne semble pas empêcher le jumelage de la construction par étape du pipe-line du Nord à un financement par étape.

En ce qui a trait au deuxième point soulevé par Altamont, concernant le financement, M. Vollman a conclu que la compagnie avait un argument de taille. Essentiellement, il convenait avec Altamont que la modalité nº 12 de l'Annexe III de la Loi obligeait la Foothills à convaincre à la fois l'Office et le ministre responsable de l'APN que le financement avait été obtenu à l'égard de la section nord, interprétation que la Foothills a vivement contestée. Par la même occasion, le fonctionnaire désigné a rejeté la demande d'Altamont qui voulait que soit remise l'étude de la demande de la Foothills jusqu'à ce qu'elle ait, notamment, respecté les conditions de la modalité nº 12. M. Vollman a conclu que, à ce moment, la question soulevée par Altamont était purement hypothétique. Le promoteur ne serait tenu de satisfaire à diverses autres exigences, y compris les questions de financement établies par la modalité nº 12, qu'après l'approbation en principe par l'APN de l'expansion des installations proposées par la Foothills. Pour sa part, l'Office national de l'énergie a déclaré avoir lu attentivement les conclusions et la décision de l'APN en ce qui a trait à la question soulevée par Altamont concernant la modalité nº 12 et s'est dit d'accord avec l'Administration.

À la fin de février, la Foothills a écrit à l'Office et à l'Administration pour leur demander que l'ONE ou le fonctionnaire désigné approuve une modification de la modalité, comme ils sont tous deux autorisés à le faire en vertu du paragraphe 21(4) de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de manière à dissiper toute incertitude entourant les exigences concernant le financement. En vertu de cette modification, la Foothills serait tenue de convaincre le ministre et l'Office qu'elle dispose du financement nécessaire avant d'entreprendre la construction de tout ajout aux embranchements du pipe-line dans le sud de la Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan. Ainsi, la compagnie ne serait plus tenue d'établir à l'avance la disponibilité du financement du reste du tracé proposé qui se dirigerait vers le nord à partir de l'embranchement déjà construit, jusqu'à la frontière de l'Alaska et du Yukon.

L'Office demanda de nouveau à un grand nombre de parties susceptibles d'être intéressées de lui faire parvenir des mémoires écrits concernant la modification de la modalité nº 12 proposée par le promoteur canadien du projet. Sur les 30 parties qui ont répondu, toutes sauf deux ont donné leur appui au projet de modification de la modalité nº 12, celles qui s'y sont opposées étant l'Altamont et l'Amoco Canada Petroleum Co. Ltd., une partenaire du projet Altamont.

(Au milieu du mois de mai 1991, l'Office a approuvé la modification proposée par la Foothills à l'égard de la disposition touchant le financement. Dans les Motifs de sa décision, l'ONE a déclaré que, en résumé, il considère le projet de modification comme une démarche raisonnable et pratique qui permettra de conserver les objectifs de réalisation énoncés dans la Loi et à la Foothills de maintenir son engagement à l'égard de l'achèvement de l'ensemble du projet. En juillet, l'ordonnance de l'Office a été approuvée par le gouverneur en conseil, conformément aux exigences de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

(À la fin juin, avant l'approbation de la modification de la modalité nº 12 par le gouverneur en conseil, l'Altamont s'est adressée à la Division de première instance de la Cour fédérale conformément à l'article 18 de la *Loi sur la Cour fédérale* pour demander la tenue d'une session extraordinaire. La compagnie a demandé au tribunal d'étudier son argument selon lequel la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont la disposition concernant le financement avait été modifiée, ne donnait pas juridiction à l'Office ni à l'Administration du pipe-line du Nord pour autoriser la Foothills à procéder à une expansion dans le sud de la Colombie-Britannique. Provisoirement, la Cour a prévu trois jours d'audiences pour l'étude de la requête d'Altamont, à la fin de janvier 1992. Cette requête a ultérieurement été retirée.)

Propositions concurrentes

Tout au cours de l'exercice et même après la fin de celui-ci, peu de faits nouveaux touchant directement le projet conjoint proposé à l'Office et à l'ANP par la Foothills et l'Alberta Natural Gas Co. Ltd. (ANG) se sont produits en raison de l'attention qui a été portée sur les questions d'ordre juridique soulevées par l'Altamont et également parce que l'Office attend toujours les renseignements qu'il a demandés à l'ANG concernant l'offre et la demande de gaz liées à l'expansion proposée.

(Les perspectives de prolongement de l'embranchement ouest se sont toutefois assombries par suite des efforts déployés par la California Public Utilities Commission en vue d'exiger de la Pacific Gas and Electric qu'elle mette en oeuvre un régime dit de "courtage de capacité" en vue, présumément, d'accroître la concurrence dans l'industrie gazière. Les directives de la CPUC pourraient donner lieu à une bataille de compétences avec la FERC, l'organisme fédéral de réglementation ayant autorité sur la partie du réseau relevant de la PGT au sud de la frontière qui assure le transport du gaz canadien vers la PG&E à la frontière de la Californie. En outre, les actions de la CPUC ont poussé l'agence de mise en marché de la PG&E, l'Alberta and Southern, à tenter de renégocier les dispositions du contrat à long terme conclu avec les producteurs albertains en 1988, ce qui a soulevé une vive opposition de la part de ces derniers et du gouvernement provincial.

(Le projet d'expansion de l'embranchement ouest au Canada dans le but d'accroître substantiellement les exportations de gaz canadien par l'entremise de la portion de la PGT/PG&E faisant partie du réseau américain a été mêlé au litige par suite de la présentation d'une requête à l'Office national de l'énergie par l'Association pétrolière du Canada (APC). À la fin du mois de mai 1991, l'Association a demandé à l'Office de déclarer que les actions de la CPUC contrevenaient à l'esprit des politiques énergétiques canadiennes et américaines, aux procédures axées sur le marché que les deux organismes de réglementation avaient convenu de suivre, à la délivrance de permis d'exportation de gaz par l'ONE en 1988, laquelle était fondée sur les conditions prévues des contrats à conclure et à l'Accord de libre-échange. De plus, l'APC a demandé à l'Office de déclarer que, avant d'approuver toute exportation future par le réseau PGT/PG&E, il lui faudrait être convaincu que le gaz vendu par l'Alberta and Southern serait conforme aux exigences de la licence d'exportation. Au début de juillet, l'Office a demandé qu'on lui présente des mémoires sur la question de savoir s'il y avait lieu de procéder à un examen des arguments soulevés par l'Association et, le cas échéant, quelle forme cet examen devrait prendre. L'APC avait demandé que ces questions soient examinées au cours d'une audience publique.

(À la fin du mois de juillet, l'Altamont Gas Transmission Canada Ltd. (Altamont Canada) a demandé à l'Office, dans une requête, l'autorisation de construire un pipe-line de 300 mètres destiné à relier les installations américaines projetées de l'Altamont Gas Transmission Co. avec le réseau de pipe-line NOVA, à la frontière entre l'Alberta et le Montana. Altamont Canada vantait les nombreux avantages stratégiques de son pipe-line. Elle a déclaré à l'Office que le but du projet de l'Altamont est surtout de permettre aux producteurs canadiens d'accéder aux marchés de la Californie du sud sans avoir à subir la menace d'une ingérence réglementaire de la part de l'état et sans mettre en danger les marchés existants du gaz canadien comme, par exemple, les marchés du nord de la Californie. La compagnie soutenait que l'autorisation à la fois de son projet et du projet d'expansion de l'embranchement ouest

entraînerait la construction d'installations en trop. Afin d'éviter cette éventualité, Altamont Canada a demandé à l'Office de tenir une audience comparative sur les deux projets.

(En août, l'Office a rejeté la requête de l'Association pétrolière du Canada qui voulait faire retarder l'étude de la demande de l'ANG jusqu'à ce que l'étude de sa propre demande soit terminée. Dans une lettre, l'ONE a informé l'Association qu'il se proposait d'étudier la demande d'ANG "au mérite", ce qui, d'après l'organisme, ne porterait pas atteinte au traitement équitable de la requête de l'APC. Par la même occasion, l'Office a rejeté la requête d'Altamont Canada en vue de la tenue d'une audience comparative de sa propre demande et de celle de l'ANG, laissant plutôt savoir qu'il avait l'intention de procéder à une étude des dossiers du projet d'expansion de l'ANG afin d'en évaluer les mérites. En septembre, l'ONE a émis des directives sur les méthodes à suivre à l'égard de cette étude, permettant ainsi à l'ANG de répondre aux mémoires présentés par les parties intéressées avant la fin de décembre 1991.

(Peu après que l'Office eut rendu publiques les méthodes qu'il se proposait de suivre pour étudier la demande de l'ANG et qu'il eut fait connaître son refus de procéder à une audience comparative comme le demandait l'Altamont, le ministre de l'Énergie de l'Alberta, l'honorable Rick Orman, a déclaré publiquement que le gouvernement se servirait de ses compétences en matière d'exportation du gaz pour ne permettre l'exécution que d'un seul projet. Toutefois, il a annoncé ultérieurement qu'il demanderait à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta de tenir des audiences à la seule fin de réunir des renseignements sur les deux projets. Il a toutefois déclaré, par la même occasion, qu'il espérait que la décision finale serait déterminée par les forces du marché plutôt que par le gouvernement.)

L'embranchement est
— Développements du côté américain

Comme il a été souligné dans le dernier rapport annuel de l'Administration, la Northern Border Pipeline Co. Ltd., promoteur de l'embranchement est du RTGNA aux États-Unis, a présenté une nouvelle demande à la Federal Energy Regulatory Commission en juin 1990 pour développer son réseau et pour remplacer sa demande de 1987. Il a également été rapporté que la Northern Border était au coeur d'une controverse avec la Natural Gas Pipeline Co. of America qui se proposait d'acquérir un branchement raccordé au terminal de la Northern Border à Ventura (Iowa). La Northern Border a ensuite demandé à la FERC de résoudre le litige, mais sa demande a été remplacée par une autre qu'elle a présentée en janvier 1991 et qui faisait état d'une entente avec la Natural.

Dans sa nouvelle requête, la Northern Border prévoyait faire l'achat de la station de pipe-line nº 109 de la Natural, laquelle s'étend sur 238 km (147 mi), de Ventura à Harper (Iowa). En retour, la Natural se verrait accorder le droit de se raccorder au pipe-line de la Northern Border, à Ventura, et d'obtenir une capacité ferme de 7 millions de mètres cubes par jour (250 millions de pi^3/j) à la station 109. En outre, le pipe-line serait prolongé de Harper à Tuscola (Ill.), sur une distance de 374 km (231 mi). En tout, le réseau complet s'étendrait sur une distance de 1 944 km (1 200 mi) et aurait une capacité de livraison supplémentaire de 21,24 millions de mètres cubes de gaz par jour (750 millions de pi^3/j). D'après cette requête, quelque 78 p. 100 des nouveaux volumes de gaz qui seraient transportés par le réseau, soit 11,44 millions de mètres cubes quotidiennement (404 millions de pi^3/j) seraient importés du Canada.

(En juin 1991, la Federal Energy Regulatory Commission a émis une ordonnance concernant la demande et ayant pour effet de rejeter la requête de la Northern Border dans les 30 jours suivants si la compagnie ne présentait pas les renseignements demandés pour démontrer qu'il existe un marché suffisamment grand pour supporter le prolongement du réseau jusqu'à Tuscola. Le mois suivant, la Northern Border a présenté une requête à la FERC en vue d'une reprise de l'audience dans le seul but d'étudier une modification apportée à sa requête: elle poursuivrait son acquisition de la ligne de la Natural jusqu'à Harper mais, pour l'instant, reporterait tout prolongement du réseau jusqu'à Tuscola.)

— Développements du côté canadien

Comme nous l'avons souligné plus tôt, la contestation de l'Altamont devant les tribunaux en ce qui a trait à la juridiction de l'APN et à la modalité 12 de l'Annexe III de la *Loi sur le pipe-line du Nord* concernant le financement visait le projet d'expansion de l'embranchement ouest du gazoduc de la route de l'Alaska dans le sud de la Colombie-Britannique,

mais elle semble avoir soulevé des questions tout aussi applicables à l'embranchement est.

En décembre 1990, la Foothills a demandé au fonctionnaire désigné de l'APN d'adopter le projet d'Addendum 5 du rapport de conception du réseau pour que l'organisme approuve en principe son plan de construction de deux nouveaux groupes compresseurs en Alberta, qui lui permettraient d'accroître la capacité de l'embranchement est albertain de 16,35 millions de mètres cubes par jour (577 millions de pi^3/j). La Foothills a déclaré qu'il était nécessaire d'accroître la capacité pour répondre à une demande ferme de la NOVA à l'égard du transport de cette quantité supplémentaire à compter de novembre 1992. Les deux nouvelles stations albertaines, les numéros 363 et 365 seraient situées près de Beiseker et à Gem respectivement. La Foothills a également proposé de modifier sa station existante, la nº 367, située à Jenner (Alberta). En outre, la compagnie a demandé à l'Office national de l'énergie l'autorisation d'ajouter un troisième train partiel à ceux qui sont déjà installés, lequel fera partie des nouvelles installations de décompression/recompression situées à l'usine d'extraction de gaz liquide, à Empress, installations qui doivent permettre d'accroître la pression à un niveau déjà autorisé dans l'embranchement est albertain, lorsqu'il sera détaché du réseau de pipe-line NOVA.

(À la mi-avril 1991, le fonctionnaire désigné de l'APN, M. Vollman, a approuvé l'Addendum 5 du rapport de conception du réseau présenté par la Foothills. En juin, l'ONE a autorisé la Foothills à construire les ajouts de ses installations de décompression-recompression, et en juillet, après approbation par le gouverneur en conseil de la modification de la modalité nº 12 de l'Annexe III de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, l'ONE et le directeur général de l'APN, Donald W. Campbell, agissant au nom du ministre, ont conclu que la Foothills avait prouvé de façon satisfaisante qu'elle disposait du financement nécessaire au projet d'expansion de l'embranchement est en Alberta.)

Les réserves de gaz du delta du Mackenzie

En août 1989, l'Office national de l'énergie a approuvé les demandes d'autorisation d'Esso, de Gulf et de Shell aux fins de l'exportation de 260 milliards de mètres cubes (9,2 billions de pi^3) de gaz canadien à partir du delta du Mackenzie sur une période de 20 ans, dès 1996. Dans son dernier rapport annuel, l'APN a noté que, en février 1990, l'hon. Jake Epp, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources avait écrit au président de l'ONE, Roland Priddle, pour l'informer que le gouvernement refuserait de donner les approbations nécessaires des licences d'exportation jusqu'à ce qu'il soit convaincu du respect par l'Office des lignes directrices fédérales concernant l'évaluation environnementale, conformément à la jurisprudence établie par deux décisions des tribunaux. Par la suite, le président a informé le ministre que l'Office se proposait de procéder à un examen environnemental des projets d'installation de production gazière. Au moment de la rédaction du présent rapport, toutefois, les conclusions de l'examen environnemental en question n'étaient pas encore connues en raison de l'incertitude à laquelle donnait lieu une autre décision des tribunaux soulevant des questions au sujet de la compétence de l'Office en matière d'environnement.

La demande d'autorisation présentée à l'Office par la Foothills en vue de la construction proposée d'un pipe-line dans la vallée du Mackenzie aux fins du transport de gaz du Delta jusqu'à un point situé près de Boundary Lake, à la frontière nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, et en vue du raccord subséquent avec un embranchement du gazoduc de la route de l'Alaska à partir de son point de départ situé à Caroline (Alberta) est toujours en suspens en attendant la présentation de renseignements supplémentaires. Il semblait toutefois possible que le projet proposé puisse être à la merci d'événements ultérieurs.

Au milieu du mois de mars 1991, on a annoncé qu'un consortium de six compagnies avait signé une déclaration de principe qui servirait de base à la planification d'un pipe-line destiné au transport du gaz de la région du Delta vers les marchés du sud. Le consortium est composé des trois grands propriétaires des réserves de gaz du Delta, soit Esso Ressources Canada Ltée, Shell Canada Ltée et Ressources Gulf Canada Ltée, et de trois entreprises d'exploitation de pipe-line, l'Interprovincial Pipeline Co., la Polar Gas et la Foothills, laquelle avait déjà présenté une première proposition de pipe-line. En annonçant la signature de la déclaration de principe, les représentants du consortium ont affirmé qu'aucune décision n'avait été prise quant à la présentation d'une demande aux organismes de réglementation, et les entreprises qui en font partie n'ont pas fait état de ce que pourraient être leurs positions respectives en ce qui a trait à la propriété et à la gestion de l'éventuel pipe-line.

Mise en œuvre de l'accord bilatéral d'achats

En 1980, les gouvernements canadien et américain ont conclu un accord destiné à favoriser le respect d'un engagement pris dans le cadre d'une entente conclue en 1977 entre les deux pays à l'égard de la planification et de la construction du pipe-line qu'on envisageait d'installer à partir du versant nord de l'Alaska jusque dans les régions de l'Ouest et du Mid-Ouest des États-Unis. En vertu de cette entente, il incombait à chaque gouvernement de veiller à ce que les approvisionnements en biens et services de cet énorme projet se fassent généralement dans des conditions de concurrence.

L'accord d'achats de 1980 établit un processus à l'égard des listes de soumissions, des spécifications et des recommandations des promoteurs concernant l'achat de certains articles désignés, c'est-à-dire les tuyaux de grand diamètre, les compresseurs, les vannes et les raccords de grande taille; le processus vise à assurer une concurrence générale en matière d'approvisionnement et à donner des chances égales aux fournisseurs des deux côtés de la frontière.

Dans le rapport annuel précédent, on fait état de la préoccupation dont l'Administration du pipe-line du Nord a fait part à son vis-à-vis américain, l'Office of the Federal Inspector, c'est-à-dire que le Canada avait mis en oeuvre le processus d'achats relativement au prolongement des tronçons entrepris à la fin des années 1980, mais qu'on ne semblait pas disposé à faire de même dans le cas des prolongements prévus du réseau de l'autre côté de la frontière. La situation s'est envenimée lorsque, dans une lettre adressée à l'inspecteur fédéral intérimaire, Melvin Hurwitz, la Northern Border a soutenu que la nouvelle station de compression qu'elle se proposait d'installer sur l'embranchement est, aux États-Unis, ne faisait pas partie du RTGNA et que, par conséquent, elle n'était régie par aucune des dispositions de l'entente de 1977 sur le pipe-line ou de l'accord bilatéral d'achats conclus entre les deux pays.

En réponse aux préoccupations exprimées par le directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord dans une lettre adressée à l'inspecteur fédéral intérimaire, M. Hurwitz a déclaré que, étant donné que la Northern Border avait décidé de ne pas demander l'autorisation de construire le prolongement proposé en vertu de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act* et qu'elle avait par conséquent renoncé aux avantages judiciaires et réglementaires considérables dont elle aurait pu bénéficier en vertu de cette loi, "les décisions prises par un promoteur concernant la situation du RTGNA devraient être définitives dans la plupart des cas" (traduction). En réponse, M. Campbell a demandé la tenue de consultations à l'égard de cette question, conformément aux deux accords bilatéraux. Au cours d'une rencontre tenue à Washington au début du mois de septembre 1990, M. Hurwitz a fait savoir qu'il était disposé à consulter l'Executive Policy Board, un organisme consultatif composé de hauts fonctionnaires de certains départements et organismes américains, afin de déterminer s'il était souhaitable de demander aux promoteurs des embranchements de respecter sur une base volontaire les dispositions de l'accord concernant les achats.

Il n'a pas été donné suite à cette proposition avant la nomination de Michael J. Bayer au poste d'inspecteur fédéral, en octobre 1990, par le Président et la confirmation ultérieure par le Sénat. Dans une lettre adressée au nouvel inspecteur fédéral peu après sa nomination, M. Campbell a fait part de ses préoccupations à l'égard de l'absence de réciprocité du côté américain en ce qui a trait à la mise en oeuvre des dispositions concernant les achats relativement aux projets d'expansion des embranchements, au sud de la frontière. Le directeur général a informé son homologue américain qu'il mettait en branle le processus d'achats à l'égard du projet d'expansion de l'embranchement est en Alberta afin de lui donner la chance d'examiner cette question, mais par la même occasion, il a bien précisé que tout cela se faisait sans préjudice et qu'il se réservait le droit de mettre fin au processus à tout moment si les États-Unis ne semblaient pas disposés à procéder de la même manière. À une réunion tenue ultérieurement à Ottawa à la fin du mois de février 1991, l'inspecteur fédéral a évoqué la possibilité d'entreprendre des discussions avec les promoteurs américains des embranchements ouest et est au sujet du respect, sur une base volontaire, des dispositions de l'accord concernant les achats.

(Au début du mois d'avril 1991, M. Bayer a écrit au directeur général afin de mettre en branle le processus d'achats des vannes et des raccords de grande taille que devait acheter la PGT/PG&E, lorsque les promoteurs de l'embranchement ouest aux États-Unis ont convenu en principe d'accéder à la demande de l'inspecteur fédéral. Mais, à ce moment, tous les achats de tuyaux de grand diamètre et de compresseurs destinés au prolongement avaient déjà été effectués. De plus, il était devenu évident que la PGT/PG&E avait pratiquement terminé le processus de soumission concernant les

vannes et les raccords de grande taille lorsque l'Administration du pipe-line du Nord a été invitée à faire des commentaires à l'égard des spécifications et du projet de liste de soumission; c'est pourquoi la possibilité d'inclure d'éventuels fournisseurs canadiens proposée par l'Administration ne s'est pas concrétisée.

(Dans son premier rapport au Président et au Congrès, l'inspecteur fédéral Bayer a notamment fait état de la question qui avait été soulevée en matière d'achats. Il a noté que, dans les deux cas, les promoteurs des projets d'expansion avaient demandé leurs autorisations en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act* plutôt que de celles de l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*, laquelle exige que les promoteurs respectent l'accord bilatéral sur les achats. Toutefois, l'inspecteur fédéral a déclaré que, étant donné que chaque projet suivait en substance la deuxième phase prévue des deux embranchements, il avait obtenu des promoteurs que, dans la mesure du possible, les achats relatifs à ce projet se fassent dans le respect des objectifs des procédures réciproques qui ont été adoptées par les États-Unis et le Canada à l'égard des articles désignés. M. Bayer a souligné que la question des achats en vue du projet d'expansion des embranchements est et ouest avait fait l'objet de consultations entre l'OFI et l'APN et il a déclaré que la question était maintenant réglée à la satisfaction de tous.

(Dans un échange de lettres survenu ultérieurement à la fin du mois d'août et au début du mois de septembre 1991, l'inspecteur fédéral a demandé que des consultations aient lieu à l'égard d'un document portant sur l'évaluation des avantages canadiens des achats effectués pour le pipe-line au Canada, document qui était inclus dans les spécifications émises par le promoteur canadien à l'égard des vannes et des raccords de grande taille nécessaires au projet d'expansion de l'embranchement est, au nord de la frontière. Pour sa part, M. Campbell a signifié que, d'un point de vue canadien, l'affirmation de M. Bayer soutenant que la question des achats avait été réglée à la satisfaction des deux parties était exagérée, particulièrement à cause du nombre de questions laissées sans réponse en ce qui avait trait à la situation des achats d'articles désignés pour l'expansion de l'embranchement est aux États-Unis. Le directeur général a accueilli favorablement l'idée de la tenue d'une rencontre le plus tôt possible afin que les deux représentants puissent se consulter au sujet de leurs préoccupations respectives.)

Activités des organismes de réglementation canadien et américain responsables du gazoduc

Au Canada, ce sont surtout les questions que nous venons de souligner qui ont attiré l'attention de l'Administration du pipe-line du Nord au cours du dernier exercice : les projets d'expansion des embranchements est et ouest, les questions d'ordre juridique soulevées par l'Altamont relativement à ces travaux et la mise en oeuvre de l'accord bilatéral d'achats de 1980.

Outre ses fonctions de sous-ministre du Commerce extérieur et de sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures, Donald W. Campbell a assumé la direction générale de l'APN. Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office national de l'énergie, a également occupé le poste d'administrateur et de fonctionnaire désigné de l'Administration.

(Le 21 avril 1991, le très honorable Joe Clark, après avoir été secrétaire d'État aux Affaires extérieures pendant plusieurs années, a été nommé président du Conseil privé et ministre responsable des Affaires constitutionnelles. Outre les responsabilités particulières qui lui ont été attribuées à l'égard des questions constitutionnelles, il est également devenu ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord en sa qualité de président du Conseil privé. M. Clark succède à l'honorable Don Mazankowski, vice-premier ministre et auparavant ministre de l'Agriculture, président du Conseil privé et ministre responsable de l'APN, qui a été nommé ministre des Finances.)

L'Administration est encore redevable envers l'Office national de l'énergie de mettre à sa disposition, à titre contractuel, les services des membres de son personnel pour la faire bénéficier de leurs renseignements et de leurs conseils dans la mesure requise à l'exercice par l'APN de ses fonctions de réglementation. Les employés de l'ONE ont aussi continué de fournir des services de soutien administratif à l'APN. Comme par le passé, les coûts de tous les services assurés par l'Office ont été facturés à l'Administration et sont recouvrables auprès de la Foothills de la même façon que les autres coûts de l'APN, conformément à la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

(Au début du mois de septembre 1991, le siège de l'Office national de l'énergie est passé d'Ottawa à Calgary, conformément à une directive du gouverne-

ment fédéral. On prévoit que le personnel de l'ONE continuera d'assurer les services de soutien dont l'Administration aura besoin.)

Comme on l'a signalé précédemment, Michael Bayer a été nommé inspecteur fédéral par le Président Bush et sa nomination a été confirmée par le Sénat en octobre 1990; l'Office of the Federal Inspector est l'organisme américain équivalent de l'Administration du pipe-line du Nord. M. Bayer a pris la relève de M. Melvin Hurwitz qui avait assuré l'intérim pendant quelques années.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 14 de la Loi dispose que le rapport du vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1991.

En 1990-1991, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 530 000 $. Les dépenses pour l'année étaient de 308 000 $. À la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait qu'un employé à temps plein. L'Office national de l'énergie assure le soutien administratif et fournit des renseignements et des conseils techniques pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipe-line remboursera les frais engagés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 55(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 268 000 $ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, dont 73 000 $ pour des dépenses de l'année précédente. En outre, des droits de servitude de 30 400 $ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Toutes les sommes recouvrées ont été créditées au Trésor du Canada.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le (613) 993-7466 ou écrire au Bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Édifice Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Au ministre chargé de
l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes de l'Administration du pipe-line du Nord de l'exercice terminé le 31 mars 1991. La responsabilité de cet état financier incombe à la direction de l'Administration. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur cet état financier en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans l'état financier. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans l'état financier. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble de l'état financier.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement, à tous égards importants, les dépenses remboursables nettes et les recettes de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1991 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier.

Pour le vérificateur général du Canada

D. Larry Meyers, FCA
sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 26 juillet 1991

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses remboursables nettes et des recettes pour l'exercice terminé le 31 mars 1991

	1991	1990
Dépenses remboursables nettes		
Dépenses		
Services professionnels et spéciaux	151 559 $	107 087 $
Traitements et prestations aux employés	88 652	79 763
Régime de prévoyance des employés (note 3)	43 074	–
Location de matériel et de locaux	19 941	15 149
Déplacements et information	3 099	7 422
Fournitures, approvisionnements et entretien	1 792	1 028
Total des dépenses financées à l'aide de crédits parlementaires (note 4)	308 117	210 449
Moins : Partie non remboursable des prestations aux employés	13 176	12 123
Recouvrement de dépenses d'exercices précédents	–	1 822
	13 176	13 945
Dépenses remboursables nettes (note 5)	294 941 $	196 504 $
Recettes		
Recouvrement des dépenses remboursables nettes auprès de Foothills Pipe Lines Ltd. (note 5)	268 346 $	160 766 $
Droits de servitude	30 400	30 400
	298 746 $	191 166 $

Approuvé par :

Le directeur général,

Arnold W. Capleve

L'agent financier supérieur,

E. F. Gilchrist

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses remboursables nettes et des recettes au 31 mars 1991

1. Pouvoirs, objectif et activités

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord. L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires. Cependant, en vertu de sa Loi constitutive et du Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, l'Administration doit recouvrer ses dépenses annuelles d'exploitation auprès des sociétés qui détiennent les certificats de commodité et nécessité publiques émis par l'Administration. Actuellement, seule Foothills Pipe Lines Ltd. détient de tels certificats.

Les recettes sont versées au Trésor et l'Administration ne peut s'en servir.

Réduction des activités

Le 1er mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux régimes de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement.

Recettes

Les recettes sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse.

3. Régime de prévoyance des employés

Les employés des niveaux supérieurs ainsi que certains employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur

traitement lors de leur cessation d'emploi. Au cours de l'exercice, l'Administration a versé 43 074$ en vertu du régime.

4. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante :

	1991	1990
Crédits parlementaires		
Conseil Privé		
Crédit 30 (Crédit 25 en 1990)		
Dépenses du programme	530 000 $	390 000 $
Statutaire — Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	27 000	22 000
	557 000	412 000
Montant non requis	248 883	201 551
	308 117 $	210 449 $

5. Compte avec la Foothills Pipe Lines Ltd.

	1991	1990
Dépenses remboursables nettes	294 941 $	196 504 $
Moins : recouvrement de l'exercice	268 346	160 766
Moins : recouvrement de l'exercice attribuable aux dépenses des exercices précédents	73 469	37 731
	194 877	123 035
Solde à recevoir à la fin de l'exercice	100 064 $	73 469 $

Le recouvrement de dépenses auprès de la Foothills Pipe Lines Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

6. Opérations entre apparentés

Les dépenses incluent le coût des services fournis par les autres ministères et organismes du gouvernement fédéral. Ces coûts totalisent 101 879 $ (101 462 $ en 1990). L'aide professionnelle et les autres services spéciaux ainsi que la fourniture de locaux représentent des principaux services fournis par les apparentés.

7. Chiffres comparatifs

À des fins de comparaison, certains chiffres de 1990 ont été reclassifiés pour être conformes à la présentation du présent exercice.